

Marcos de apoyo en la propuesta de directiva de renovables

La nueva Directiva de Renovables tiene como objetivo prioritario que el 20% del consumo de energía final de la Unión Europea en 2020 provenga de fuentes renovables. Ese objetivo se distribuyó entre Estados miembros atendiendo a criterios de renta en lugar de potencial, por lo que la Comisión en su propuesta, estableció un mecanismo de flexibilidad que permitía a los Estados miembros que tuvieran dificultad para alcanzar su objetivo adquirir Garantías de Origen a otros Estados, que se constituían como documentos acreditativos del origen renovable de la energía. En el artículo defendemos que este sistema, en teoría más eficiente, ponía en peligro los marcos de apoyos nacionales, que se habían mostrado, especialmente los basados en primas, eficiente y eficaces a la hora de fomentar la implantación de renovables. A medida que avanza la tramitación de la Directiva de Renovables, gracias a las propuestas de algunos Estados miembros se va alcanzando un equilibrio entre la flexibilidad en el cumplimiento de objetivos y los esquemas de apoyos de nacionales. En definitiva, la predictibilidad, la estabilidad y la suficiencia de los marcos de apoyo se muestran como elementos vitales para el desarrollo de las renovables.

Berriztagarriei buruzko Zuzentarauan berriak duen helburu nagusia Europar Batasunak 2020an izango duen energiaren azken kontsumoaren %20a iturri berriztagarrietatik etortzea da. Helburu hau estatukideen artean banatu zen ahalmenaren orde z errentaren irizpideen arabera eta, hori dela eta, Batzordeak, bere hasierako proposamenean, malgutasun mekanismo bat ezarri zuen zeinaren bitartez beraien helburua lortzeko zailtasunik zuten estatukideei beste estatuei jatorri-bermeak erosteko aukera ematen zien eta horiek energiaren jatorria berriztagarria zela ziurtatzen zuten dokumentuak bihurtuko ziren. Artikulu honetan defendatzen dugu sistema honek, teoriaraz eraginkorragoa denak, laguntza-esparru nazionalak arriskuan jartzen zituela, berriztagarrien ezarpena sustatzeko unean eraginkorrak agertu zirenak, batez ere primetan oinarritutakoak. Badirudi, Berriztagarriei buruzko Zuzentarauaren izapidea aurrera doan heinean, zenbait estatukideren proposamenei esker oreka bat lortzen ari dela helburuak betetzeko malgutasunean eta laguntza-eskema nazionalen artean. Laburbilduz, laguntza-esparruen iragarritasuna, egonkortasuna eta nahikotasuna.

The main goal of the new Directive on the promotion of the use of energy from renewable sources (RES Directive) is to reach a 20% of final energy consumption across EU from renewable sources. This target was distributed among Member States attending to GDP criteria instead of resource potential, which was the origin for a need of a flexibility mechanism, which allowed countries, facing difficulties to reach their renewable targets, to buy guarantees of origin (GO) to other Member States. This article shows that GOs trade system, more efficient theoretically, jeopardize national support schemes, especially those based on feed-in-tariffs, which have been effective and efficient for reaching renewable objectives across Member States. As the RES Directive processing advances, thank to some Member States proposals, was reached equilibrium between flexibility mechanism and national support schemes are considered essential to deploy renewable energy sources.

ÍNDICE

1. Introducción
 2. Tipologías de marcos de apoyo a las energías renovables
 3. Análisis comparado de los marcos de apoyo
 4. Marcos de apoyo en la propuesta de Directiva
 5. Conclusiones y consideraciones finales
- Referencias bibliográficas

Palabras clave: electricidad renovable, prima, certificado verde negociable, garantía de origen.

Keywords: renewable electricity, tradable green certificates, guarantees of origin.

N.º de clasificación JEL: D50, D82, Q42, Q48, R14.

1. INTRODUCCIÓN

El 23 de enero de 2008 la Comisión Europea presentó una propuesta de Directiva relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. La propuesta plantea como objetivo que en 2020 el 20% de la demanda final de energía de la Unión Europea (UE) provenga de fuentes renovables e incluye una serie de medidas para alcanzar esta meta.

Una de las medidas más controvertida y debatida de la propuesta se refirió a los marcos regulatorios de apoyo a estas tecnologías, ya que suponía un cambio importante respecto a la situación actual: proponía la creación de un nuevo mercado europeo de garantías de origen (GO) que complementaría a los marcos nacionales de apoyo vigentes en la actualidad. Dicha propuesta se justificaba por razones de eficiencia económica en la consecución de los resultados.

En la propuesta de Directiva el objetivo europeo del 20% se reparte entre los Estados miembros en función, básicamente, de su renta per cápita: se considera, implícitamente, que el fomento de las renovables tiene un sobre coste para la economía y, por cuestiones de equidad, se proponen mayores esfuerzos para los países más ricos.

Al no tener en cuenta el potencial de renovables de cada país, este planteamiento de reparto no permitiría, de no existir algún mecanismo de flexibilidad, un uso eficiente de las renovables en el conjunto de la UE: las renovables se tendrían que desarrollar en los países con mayores rentas y no en aquellos con mayores recursos naturales y más económicos. Esto, por supuesto, se traduciría en un mayor coste con respecto a la situación eficiente en la que el objetivo europeo se lograría aprovechando las renovables más económicas, independientemente del país en el que estuvieran ubicadas.

En este contexto, para permitir a cada Estado miembro alcanzar sus objetivos propios en materia de renovables, se propuso la creación de un mercado europeo de GO, que buscaba compatibilizar los objetivos de equidad y de eficiencia al permitir que los Estados miembros, a nivel de gobierno o entre agentes privados, con un excedente de generación renovable sobre sus objetivos pudieran comerciar con él en forma de GO, permitiendo así que los países deficitarios cubrieran sus objetivos mediante la adquisición de dichas garantías.

Así, en la propuesta de Directiva se permitía sustituir, en la evaluación de la consecución de los objetivos de cada país, la energía realmente producida en cada país por una cantidad equivalente de certificados de origen, que se conceden a cada MWh producido por una instalación renovable.

Los certificados de origen podrían ser originados en cualquier país de la UE, no necesariamente en el país cuyos objetivos se evalúan, de tal forma que un país cuyo coste marginal de cumplir el objetivo sea muy elevado podría conseguir el certificado que se originaría en otro país con menor coste de desarrollo.

Así, la Comisión Europea (en adelante, Comisión) asignó cuotas de generación renovable a nivel de Estado miembro, pero además previó el intercambio de los certificados tanto a nivel de país como de empresa a través de un mercado europeo de GO.

La propuesta de la Comisión respondía a principios económicos fácilmente aceptables. Sin embargo, la forma en que se definía condicionaba sus resultados en la medida, fundamentalmente, en cómo afecte a los marcos de apoyo vigentes en los Esta-

dos miembros. La clave es si los Estados miembros mantienen, o no, la capacidad real para influir en el desarrollo de su mercado a través de la definición y regulación de sus marcos nacionales.

En este contexto se sitúa este artículo cuyo objetivo es analizar la propuesta que incluía la Directiva de creación de un mercado europeo de GO. Para ello se considera necesario, previamente, describir los principales marcos de apoyo a las renovables —primas y certificados verdes negociables— y analizar sus resultados tanto en términos de eficacia como de eficiencia.

El artículo se estructura como sigue. En primer lugar, se describen los dos marcos básicos de apoyo a las renovables: sistemas de apoyo directo al precio (primas o tarifas) y sistemas de certificados verdes negociables -el sistema europeo de GO están basado en este último-. En segundo lugar se realiza un análisis comparado de dichos marcos desde el punto de vista teórico y desde una perspectiva empírica. En tercer lugar, se describe el sistema de apoyo incluido en la propuesta de Directiva y se analizan sus consecuencias. Por último, se presentan las conclusiones y unas consideraciones finales.

2. TIPOLOGÍAS DE MARCOS DE APOYO A LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Existe una gran variedad de marcos de apoyo a las energías renovables. Los marcos básicos pueden clasificarse en dos grandes grupos: los sistemas basados en el precio y los basados en cantidades.

Entre los sistemas basados en el precio, el más relevante es el de apoyo directo al

precio, también llamado sistema de primas o tarifas (*feed-in tariffs*). Este sistema, que es el tradicional de apoyo a estas tecnologías, tiene dos pilares:

1. La garantía de compra al productor de toda la energía generada durante un periodo de tiempo determinado por parte del Sistema (bien directamente o a través de las empresas distribuidoras o transportistas); y
2. La definición por parte del regulador de un tarifa fija o de una «prima» adicional al precio de mercado por cada MWh volcado a la red por el generador. El regulador define la tarifa o la prima de forma que el generador obtenga una rentabilidad adecuada para su inversión.

Entre los sistemas basados en cantidades, el fundamental es el de cuotas y certificados verdes negociables. En este sistema a los suministradores de energía (distribuidoras o comercializadoras) o a los generadores se les impone la obligación de que una parte (cuota) de la energía que suministren sea de origen renovable. Al mismo tiempo, los generadores renovables reciben un certificado verde por cada MWh generado. Este certificado verde puede ser comercializado y tiene un valor, dado que para cumplir con la obligación impuesta los suministradores deberán adquirir certificados verdes en una cantidad igual a su cuota. En caso de incumplimiento se incurre en una penalización.

Por tanto, los generadores renovables reciben dos ingresos:

1. El precio de mercado por la energía vendida; y
2. El precio de mercado de los certificados verdes por el número de certifica-

dos vendidos a los suministradores que los demandan para cumplir con sus cuotas.

Los sistemas de apoyo directo basados en el precio (sistemas de primas) fueron los primeros en ser aplicados y, a día de hoy, siguen siendo los más utilizados en todo el mundo. Los sistemas de apoyo directo basados en cantidades se empezaron a aplicar a finales de los años 90 del siglo pasado en varios países europeos como el Reino Unido, Suecia e Italia y en varios estados de Estados Unidos con la idea de aprovechar las ventajas del mecanismo de mercado para reducir el coste para el consumidor.

Ventajas y desventajas de los diferentes marcos de apoyo.

Una de las principales dificultades del regulador en el caso de las energías renovables es el conocimiento preciso de los costes de generación y, muy especialmente, su evolución en el tiempo (tanto por incremento de la eficiencia de la tecnología existente como por el desarrollo de nuevas tecnologías). En este escenario de incertidumbre, los marcos anteriormente descritos llevarían a resultados diferentes.

En los sistemas basados en el precio, el regulador define la retribución por MWh que recibe el generador renovable, pero en principio no puede controlar la capacidad que se instalará en respuesta a la señal de precio dada.

Por el contrario, en los sistemas basados en cuotas el regulador define (a través de la propia cuota) la necesidad de energía renovable (y por tanto, indirectamente, la capacidad renovable a instalar), pero sin embargo no puede controlar la retribución que obtendrá el generador por MWh, que se establece en el mercado (precio del certificado verde).

3. ANÁLISIS COMPARADO DE LOS MARCOS DE APOYO

Son varios los criterios que pueden utilizarse a la hora de analizar y comparar los diferentes marcos de apoyo, pero en general se utilizan dos:

- La efectividad se definiría como la capacidad del marco de apoyo para lograr la consecución del objetivo fijado de desarrollo de las renovables, ya sea en términos de potencia instalada o de producción.
- La eficiencia (estática) podría definirse como la capacidad del marco de apoyo para lograr los objetivos con el mínimo coste para el Sistema en general y para el consumidor en particular.

A continuación se presentan dos análisis comparados de cada uno de los marcos de apoyo, uno desde el punto de vista de la teoría económica y otro empírico.

3.1. Análisis teórico

Sistemas de apoyo directo al precio

Como ya se ha expuesto anteriormente, la ventaja que tienen estos marcos respecto a los basados en certificados verdes negociables y en subastas es que el regulador controla la remuneración que reciben los productores por MWh generado.

En este sentido, si el regulador tuviera información perfecta sobre los costes de las diferentes tecnologías y sobre las horas futuras de funcionamiento de las instalaciones renovables, entonces podría definir unos niveles eficientes de precios, de forma que la retribución de las instalaciones reflejara el coste medio de generación. Con ello lograría que la rentabilidad obtenida por el

generador fuera la razonable (definida *ex ante* por el regulador de acuerdo a una metodología estable y transparente): ni excesiva, lo que implicaría una transferencia innecesaria de excedente del consumidor al producto, ni insuficiente, que no atraería el volumen de inversión necesario para satisfacer el objetivo definido.

La gran ventaja de los sistemas de apoyo directo al precio es que, bien definidos, dan una gran seguridad al inversor, en la medida en que definen la senda de retribución para toda la vida útil de la instalación o durante un periodo de tiempo lo suficientemente largo como para dar al inversor una expectativa de que obtendrá una rentabilidad adecuada.

Evidentemente, la clave para que estos sistemas den la necesaria seguridad al inversor reside en la estabilidad de los marcos regulatorios. Aunque el regulador ha de tener la posibilidad de revisar cada cierto tiempo los niveles retributivos a la vista de la evolución de los costes de las tecnologías o de las condiciones del entorno, es fundamental que los posibles cambios retributivos sólo afecten a las nuevas instalaciones y no a las realizadas con anterioridad. Si los cambios retributivos afectan también a las instalaciones ya existentes, entonces son los inversores quienes asumen el riesgo asociado al progreso tecnológico y a la incertidumbre regulatoria. Cuando los sistemas de apoyo directo al precio son estables y predecibles implican poco riesgo para el productor que exigirá, por tanto, una menor prima de riesgo, con lo que las retribuciones necesarias para incentivar la inversión serán menores. En consecuencia, el menor riesgo tiene ventajas, tanto para el productor como para el consumidor. La idea es clara: un MWh producido con un marco con poco riesgo cuesta menos al

consumidor, *ceteris paribus*, que en un marco con más riesgo.

Una de las críticas a los sistemas de primas es que se establece una retribución para cada una de las tecnologías, independientemente de las horas de funcionamiento de cada instalación individual. Dado que la retribución se define de forma que se incentive el desarrollo del número de instalaciones (es decir, capacidad) necesarias para lograr el objetivo perseguido, las instalaciones con mejores condiciones —con mayor número de horas de utilización— recibirán mayores ingresos por MW instalado sin implicar un mayor coste. Así, estas instalaciones obtendrían rentabilidades superiores a las pretendidas por el regulador, lo que provoca cierta ineficiencia en el sistema.

Este problema se ha abordado en los últimos tiempos mediante la definición de sistemas de retribución que tienen en cuenta las horas de utilización de las instalaciones, por ejemplo, de los parques eólicos. Una primera opción es la definición de una misma tasa de rentabilidad para todas las instalaciones, independientemente de sus horas de utilización, lo que se haría estableciendo retribuciones menores por MWh cuando más horas de utilización tengan los parques. Una segunda opción, que se está aplicando para la eólica en países como Francia o Portugal, es la de definir retribuciones por MWh inversamente proporcionales a las horas de funcionamiento, pero permitiendo que los parques con más horas obtengan mayores rentabilidades —de esta forma se mantiene el incentivo a la ocupación de las mejores ubicaciones.

Otra de las ventajas de este tipo de sistemas es la simplicidad de su aplicación y la posibilidad de establecer retribuciones diferenciadas por tecnología. Sólo hay que

definir los niveles tarifarios por tecnologías y realizar revisiones periódicas.

Se afirma que uno de los principales problemas de los sistemas de primas es que el regulador controla el precio pero no la cantidad que finalmente se instala de una determinada tecnología. Sin embargo, esta situación se puede resolver regulatoriamente bien estableciendo límites de potencia —es decir, legislando que a partir de cierta capacidad instalada las nuevas instalaciones no recibirán apoyo regulatorio a través de primas—.

Sistemas de certificados verdes negociables (CVN)

La ventaja de estos marcos es, como se ha afirmado en el apartado anterior, que permiten al regulador acotar la cantidad máxima demandada de una determinada tecnología (y por tanto, dar una señal respecto a la capacidad a instalar). Es importante destacar que acotar la cantidad máxima no asegura la consecución del objetivo; éste podría no lograrse por distintas razones.

Desde un punto de vista puramente teórico, este tipo de marcos son eficientes en la medida en que, una vez definida la cantidad de energía renovable demandada, existirá competencia entre los productores —que están expuestos al precio de los certificados que se establecerá en función de la oferta y la demanda de los mismos.

Sin embargo, este sistema adolece del mismo problema que las primas únicas en el sentido de que, una vez definido el precio de equilibrio, habrá instalaciones con costes reducidos (por ejemplo, las de horas de utilización elevadas) que tendrán un margen de retribuciones sobre sus costes

superior a aquellas que tienen costes medios mayores. Esta situación sería claramente ineficiente, ya que con un precio menor (que asegurara la rentabilidad razonable exigida por los proveedores de capital), se desarrollarían las mismas instalaciones. Sin embargo, en este sistema los generadores estarían expuestos al riesgo de progreso tecnológico (evitable en un sistema de primas siempre que las revisiones retributivas no afecten a instalaciones ya existentes), lo cual podría erigirse en una barrera de entrada.

El principal problema de este tipo de marcos es sin duda la incertidumbre que genera para el inversor, que está sometido a dos volatilidades significativas en relación con sus ingresos esperados —esto es, el riesgo de precio del mercado de energía y el riesgo de precio del mercado de certificados. Esto implica una mayor prima de riesgo exigida a las inversiones, lo que se traduce en la necesidad de una mayor retribución (lo cual se refleja en el precio de los propios certificados). Como veremos en el análisis empírico incluido en el siguiente apartado, esto es exactamente lo que ha ocurrido en los últimos años en aquellos estados de la UE en los que se implantaron este tipo de marcos.

Puede existir, además, un riesgo regulatorio para el productor que se deriva, como se ha visto en los últimos años en los casos de Italia y el Reino Unido, de que el regulador intervenga en el mercado de certificados para alterar los precios resultantes del mismo.

Otro problema a destacar es la fijación de la penalización a los suministradores por incumplimiento de sus obligaciones. Teóricamente, para que un sistema de CVN funcione correctamente es necesario que la

penalización sea ligeramente superior al coste esperado de los certificados. Luego la fijación de la penalización es un elemento fundamental para el correcto funcionamiento de un sistema de CVN. Sin embargo, resulta evidente que estimar el precio esperado de los certificados no es en absoluto sencillo y las consecuencias de un error en el mismo pueden ser muy significativas.

Las distintas tecnologías renovables presentan costes diferentes, fruto de sus características propias y de su grado de desarrollo tecnológico. De esta forma, una curva de costes de la generación renovable, condicionada por el potencial de producción de cada una de las tecnologías, tiene una forma escalonada en la que en el primer peldaño se sitúa la tecnología más económica que dispone de una capacidad máxima de producción, seguida de la siguiente tecnología más cara, que también cuenta con un potencial determinado. Así, sucesivamente se van utilizando tecnologías de generación renovable sucesivamente más caras hasta alcanzar la cuota de producción renovable fijada por el regulador.

Supongamos que el regulador se marca como objetivo alcanzar una determinada producción de renovables. Con un sistema de primas la curva de costes de cada tecnología se mantendría, mientras que con el sistema de CVN negociables se produciría un aumento en los niveles de costes de cada una de las tecnologías debido a la introducción de una prima de riesgo asociada a la mayor incertidumbre para los ingresos de los productores de renovables. Este efecto supondría un desplazamiento paralelo de la curva de costes y, por tanto, un incremento de la necesidad de apoyos para alcanzar la misma cuota de producción renovable.

3.2. Evidencia empírica

Los análisis empíricos más importantes realizados hasta el momento son los llevados a cabo por la comisión Europea. El primero, en 2005, dio lugar a la comunicación que lleva por título «El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables», informe centrado en el análisis de la eficiencia y eficacia de los diferentes marcos en el periodo 2001-2005 para cada una de las principales tecnologías. El segundo, presentado en 2008 junto con la propuesta de Directiva de renovables, es un Documento de trabajo de los servicios técnicos de la Comisión que supone una actualización a 2007 del primero y, por tanto, incluye los elementos necesarios para analizar el contexto actual y el grado de consecución de los objetivos marcados para cada Estado miembro en materia de renovables.

Eficiencia

El análisis realizado pone de manifiesto importantes diferencias en los niveles retributivos a las energías renovables en los Estados miembros y muestra que, en general, en los países con marcos de CVN las retribuciones son, al día de hoy, considerablemente superiores que en los países con primas.

Así, como puede verse en el gráfico n.º 1 —en el que se muestran los costes de generación de la energía eólica y su retribución en diferentes países— el apoyo a esta tecnología varía considerablemente, desde una cifra cercana a los 40 € MWh en Malta o Bulgaria al entorno de los 130 € MWh en el Reino Unido. Y estas diferencias tienen, como se desprende del gráfico, poca relación con los costes medios de generación¹.

¹ Para comparar las retribuciones se ha tenido en cuenta la duración del marco de apoyo en cada país:

Lo más llamativo es que las mayores retribuciones y las diferencias más importantes entre retribución y costes se encuentran en países con CVN como el Reino Unido, Italia y Bélgica. Esas mayores retribuciones —o, en último término coste para el consumidor— pueden deberse, de acuerdo con el estudio, a la prima de riesgo más elevada solicitada por los inversores en este tipo de marcos, a los elevados costes administrativos y, probablemente, a que estos mercados de CVN todavía no están maduros.

Los estudios llegan a la conclusión de que, aunque la rentabilidad de los proyectos de inversión en renovables dependerá de la evolución futura de los precios, parece que el rendimiento del capital es mayor en marcos de CVN que en aquellos con primas, lo que sería indicativo de una cierta ineficiencia de un marco respecto al otro.

En resumen, el estudio empírico corrobora las conclusiones del análisis teórico realizado anteriormente. La experiencia reciente muestra que, por implicar mayor riesgo y por posibles problemas en su diseño y aplicación, estos sistemas son por el momento menos eficientes que los sistemas de primas pues implican mayor coste para el consumidor por MWh producido.

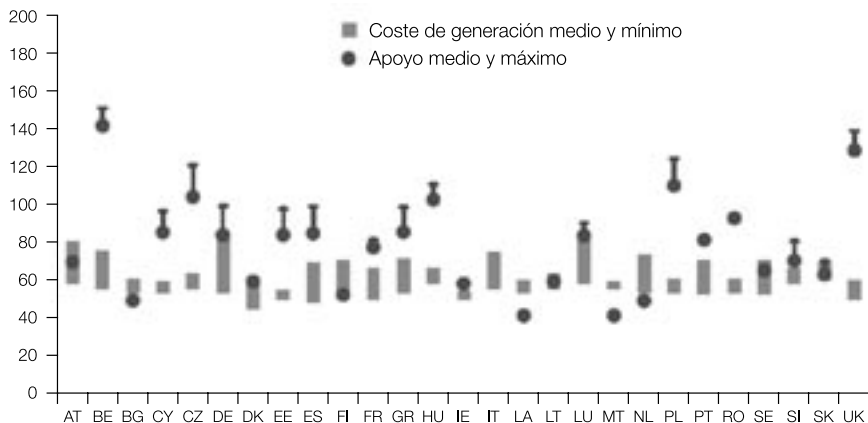
Eficacia

En el estudio se define la eficacia como la capacidad del marco para generar energías renovables adicionales en relación con

por ejemplo, el marco de CVN en Italia es de 8 años mientras que el sistema de apoyo al precio en Alemania es de 20 años. Los niveles de apoyo que se incluyen en el análisis se han normalizado a una duración común de 15 años considerando un tipo de interés del 6,6%. Los costes medios y mínimo representan el rango de costes según el potencial de generación —en este caso eólico— y la variabilidad existente entre el apoyo medio y los máximos a obtener.

Gráfico n.º 1

Costes y apoyo a la energía eólica en la UE (€/MWh)



Fuente: Communication from the Commission: «The support of electricity from renewable energy sources», 2008.

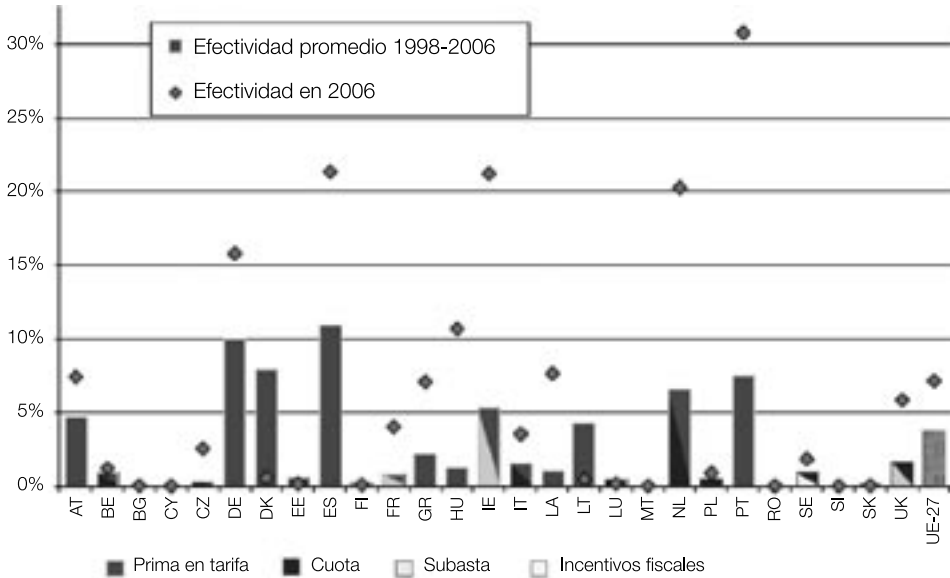
el potencial restante a 2020. Es decir, la eficacia anual del marco sería el ratio entre la generación adicional de ese año comparada con el potencial restante a 2020. Esto implicaría que un país con un indicador de efectividad anual del 6% durante 4 años habría logrado un 6% del potencial cada año y, en el conjunto del periodo, un 24% del potencial restante.

El análisis pone de manifiesto que los sistemas de primas son más eficaces que los CVN y las subastas para la promoción de las energías renovables. Así, como puede verse en el gráfico n.º 2, para el caso de la eólica, todos los países cuya eficacia es superior a la media comunitaria utilizan los apoyos directos al precio como herramienta básica para la promoción de esta tecnología.

Las conclusiones del análisis que realiza la Comisión sobre la eficacia y la eficiencia

de los marcos de apoyo a las renovables en los Estados miembros se sintetizan en el gráfico n.º 3. Éste muestra el grado de éxito alcanzado por cada país en cuanto a implantación de energías renovables, indicador de efectividad, y la rentabilidad obtenida por las instalaciones renovables, una aproximación del coste para el sistema de los apoyos recibidos por estas tecnologías, un buen indicador de la eficiencia del sistema. Al igual que en los gráficos anteriores, se aprecia que los países con un sistema de CVN han supuesto mayores retribuciones para sus instalaciones, al tiempo que han obtenido pocos resultados en términos de implantación. Por el contrario, los países con sistemas de primas obtienen un elevado grado de efectividad, y sus instalaciones se encuentran entre aquellas que obtienen menos rendimiento esperado.

Gráfico n.º 2

Efecto del marco de apoyo a la energía eólica en la UE

Fuente: Communication from the Commission: «The support of electricity from renewable energy sources», 2008.

4. MARCOS DE APOYO EN LA PROPUESTA DE DIRECTIVA

Lo definido en relación con los marcos de apoyo en la propuesta de Directiva estaba condicionado por el sistema previsto en la misma para el reparto entre los Estados miembros del objetivo del 20% de renovables para el conjunto de la UE.

El sistema de reparto más eficiente habría sido el de establecer las cuotas nacionales teniendo en cuenta el potencial y coste de las renovables en el territorio de la UE, definiendo objetivos más ambiciosos para aquellos estados con mayor potencial.

Sin embargo, la Comisión, en parte porque no disponía de una base de datos fia-

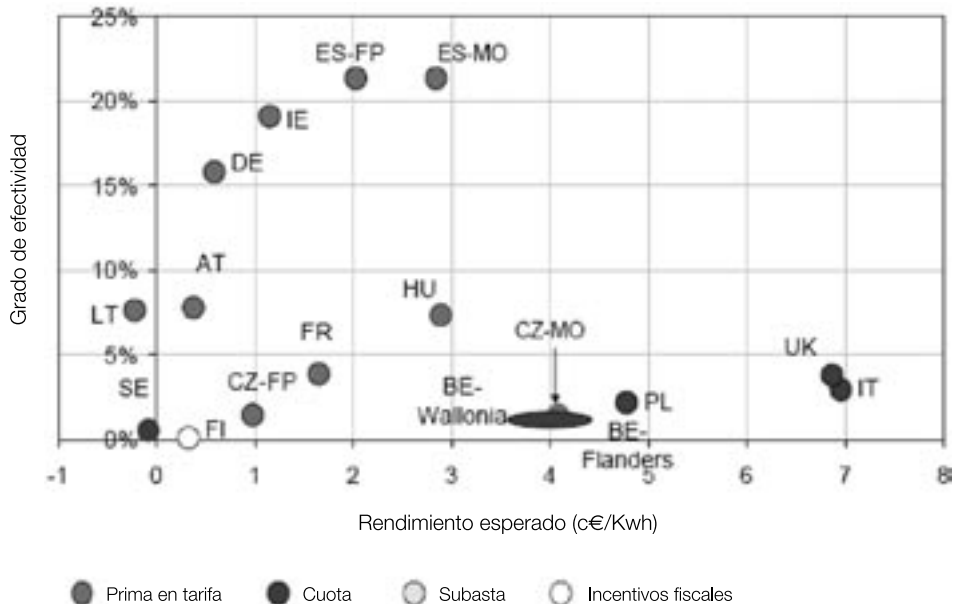
ble del potencial y en parte por razones políticas, propuso un sistema de reparto mixto en el que no se tenía en cuenta dicho potencial.

En 2005 la energía renovable representó un 8% de la energía final de la UE. Para incrementar los 12 puntos necesarios para llegar al 20%, implícitamente la Comisión propuso que cada país aumentara 6 puntos su cuota y que los restantes puntos se repartan en función del PIB per cápita, con mayores objetivos para los países más ricos.

Este método explica que en la propuesta presentada países con menor renta, como Eslovaquia, sólo incrementen su cuota en 7,3 puntos, países como España, en la media en renta incrementen sus objetivos en

Gráfico n.º 3

Efectividad frente a rendimiento esperado



Fuente: Communication from the Commission: «The support of electricity from renewable energy sources», 2008.

11,3 puntos, mientras que países con más renta, como el Reino Unido, incrementen su objetivo en 13,7 puntos, por encima de la media.

Esta solución de reparto del esfuerzo energético no tiene en cuenta, por tanto, el potencial de las renovables en cada país. Y el resultado es que si cada país tuviera que alcanzar internamente el objetivo establecido se podría producir, *ceteris paribus*, un desarrollo ineficiente de las renovables, con un mayor desarrollo en los países más ricos sin tener en cuenta su coste.

En este contexto, la Comisión se planteó el uso de mecanismos de flexibilidad para

mejorar la eficiencia del sistema. Y es aquí donde aparece el tema de los marcos de apoyo y el mercado europeo.

En la propuesta de Directiva se permitía sustituir, en la evaluación de la consecución de los objetivos de cada país, la energía realmente producida en cada país por una cantidad equivalente de certificados de origen que se concedían por cada MWh producido por una instalación renovable.

Los certificados de origen se basarían en el actual sistema de GO de la electricidad que la Directiva Europea 2001/77/CE exige tener en marcha a todos los Estados miembros.

Los certificados de origen podrían ser originados en cualquier país de la UE, no necesariamente en el país cuyos objetivos se evalúan, de tal forma que un país cuyo coste marginal de cumplir el objetivo sea muy elevado podría conseguir el certificado que se originaría en otro país con menor coste de desarrollo.

Así, la Comisión asignaba cuotas de generación renovable a nivel de Estados miembros, pero además preveía el intercambio de los certificados tanto a nivel de país como de empresa a través de un mercado europeo de GO, con un funcionamiento similar a los sistemas de certificados verdes negociables descrito y analizado en los anteriores apartados. Así, un productor español podría vender sus GO a otros Estados o a una empresa de otro estado, renunciado al apoyo nacional definido².

La propuesta de la Comisión respondía a principios económicos fácilmente aceptables. Sin embargo, afectaba de forma importante a los marcos de apoyo vigentes en los Estados miembros. La clave es si los Estados miembros mantenían o no la capacidad de limitar la participación de los agentes nacionales en dicho mercado.

En los primeros borradores de la Directiva, que se conocieron en septiembre de 2007, el mercado europeo definido aparecía como obligatorio en la medida en que los Estados miembros no podrían limitar la participación de sus agentes nacionales en el mismo comprando o vendiendo certificados.

En sucesivas versiones, se fue limitando la obligatoriedad y otorgando mayor capacidad de decisión a los Estados miembros.

Primero se planteó un modelo en el que se desarrollaba el mercado europeo de garantías, pero se definía que los Estados miembros podían acogerse a una excepción y limitar la participación de sus agentes en el mercado. Esta excepción se perdía cuando los Estados miembros incumplían sus objetivos intermedios de desarrollo de las renovables definidos en la Directiva.

Por fin, en la propuesta presentada el pasado 23 de enero se planteaba un modelo en el que se desarrollaba el sistema europeo de comercio de GO, pero en el que los Estados miembros si consideraban que la participación de sus agentes ponía en riesgo la consecución de sus objetivos nacionales de renovables u otros ambientales, podían prohibirles su participación. De hecho, suponía que los Estados miembros tenían la potestad para participar o no en dicho mercado y para, en el caso de participar, decidir en qué medida. Por otro lado, la propuesta establecía que para participar en el comercio los Estados miembros debían haber cumplido con sus objetivos intermedios.

Con esta propuesta, la Comisión establecía como principal impulsor de los objetivos de renovables el mercado de GO, lo que a medio plazo conduciría a la armonización de todos los marcos nacionales de apoyo en un solo mercado de GO. Ello hubiera introducido problemas de eficacia y eficiencia. Tal y como se ha visto reflejado en los sucesivos informes de la Comisión, hasta ahora los sistemas de apoyo nacionales, especialmente aquellos basados en primas, han sido muy útiles para alcanzar los objetivos planteados en materia de renovables, por lo que un cambio de paradigma introduciría una prima de riesgo que incrementaría los costes de estas tecnologías,

² En este caso, a la tarifa o la prima definida en el RD 661/2007 de Régimen Especial.

dificultando el desarrollo de inversiones y, por tanto, aumentando la probabilidad de no alcanzar objetivos. Junto a esto, los sistemas de primas aplicados por los Estados miembros se han demostrado como los más eficientes, por lo que reconducirlos hacia un sistema de GO, más cercano al de CVN, incrementaría el coste que asume el sistema por los apoyos a las renovables.

Por esta razón es muy importante introducir mecanismos de flexibilidad para el cumplimiento de los objetivos que no pongan en peligro el mantenimiento de los sistemas nacionales de apoyo. Existían varias alternativas para introducir flexibilidad y permitir a los países con menores posibilidades de desarrollo de renovables alcanzar su objetivo al mínimo coste. Una alternativa podría haber sido mantener los sistemas nacionales de apoyo, estableciendo como mecanismo complementario el mercado europeo de GO.

Los Estados miembros realizaron un análisis de los mecanismos de flexibilidad que les podían resultar más atractivos en función de su situación de partida. Uno de los más interesantes fue el mecanismo propuesto por Reino Unido, Alemania y Polonia. Según estos países la propuesta de la Comisión tenía consecuencias negativas que podían poner en peligro la capacidad de los Estados miembros para hacer frente a sus objetivos de renovables:

- La propuesta no concedía las garantías suficientes para que los Estados miembros pudieran evitar el comercio de GO por parte de los agentes nacionales, lo que dinamitaría la integridad del sistema de apoyo nacional vigente.
- Los flujos incontrolados de GO de un país a otro podrían minar el esfuerzo realizado por el primero para alcanzar sus objetivos.

- El sistema de GO introducía considerables costes administrativos y de gestión.
- Las tres vertientes de las GO: acreditación de origen renovable, elemento de verificación de cumplimiento de objetivos y unidad de apoyo económico a las tecnologías renovables introducían demasiada confusión administrativa.
- El hecho de que los Estados miembros no pudieran transferir GO, a no ser que hayan cumplido sus objetivos intermedios, dificultaba gravemente la planificación de su estrategia de cumplimiento de los objetivos.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, estos tres países, liderados por Reino Unido, presentaron un mecanismo de flexibilidad en el que las GO simplemente se utilizaban para la acreditación del origen renovable de la energía. Su propuesta consistía en mantener los sistemas nacionales al tiempo que se les permitiría a los Estados miembros realizar transferencias estadísticas de producción de renovables, establecer acuerdos para desarrollar proyectos conjuntos de producción renovable y agrupar objetivos para un determinado conjunto de países.

Según la propuesta presentada por estos países, estos mecanismos otorgaban flexibilidad e incentivaban a los Estados miembros con potencial renovable a superar sus objetivos, presentando considerables ventajas:

- Se eliminaba el riesgo introducido por la complejidad del estatus legal de las GO al no ser utilizadas para el cumplimiento de objetivos.
- Los Estados miembros se aseguraban el control de sus propios instrumentos para alcanzar objetivos.

- Se reducirían los costes administrativos derivados del comercio con GO, ya que las transferencias se realizarían con carácter estadístico a partir de notificaciones realizadas a la Comisión.
- Al no existir restricciones a la utilización de mecanismos de flexibilidad para los Estados miembros, derivadas del cumplimiento de objetivos intermedios, éstos podrían llegar a acuerdos con otros Estados tan pronto como la Directiva entrara en vigor. Esto permitiría a los Estados miembros optimizar su planificación al poder incorporar dichos acuerdos en sus Planes nacionales. También se permitiría a los Estados llegar a acuerdos sin temor a no poder llegar a cumplirlos por no alcanzar sus objetivos intermedios.

Para los países que lanzaron la propuesta, ésta les permitía mantener sus sistemas de apoyo nacionales, al tiempo que se concedía la máxima flexibilidad para alcanzar objetivos.

En definitiva, la propuesta inicial de la Comisión presentaba problemas de efectividad que venían derivados, como se exponía en el apartado anterior, de la incertidumbre que genera para el inversor, que está sometido a dos volatilidades significativas en relación con sus ingresos esperados —esto es, el riesgo de precio del mercado de energía y el riesgo de precio del mercado de las garantías. Por otro lado, existe además, un riesgo regulatorio para el productor que se deriva de que el regulador intervenga en el mercado de certificados para alterar los precios resultantes. Todo ello hace que sea mucho menos atractivo para el inversor y que, hasta el momento, haya sido mucho menos efectivo para el

desarrollo de estas tecnologías en todo el mundo. De hecho, como se ha mencionado anteriormente, la propia Comisión Europea reconoce que no existe, hasta el momento, un ejemplo de éxito de este tipo de marcos. En términos de eficiencia, la prima de riesgo que introducía un sistema de GO como el definido en la propuesta suponía un incremento de costes para las tecnologías de producción renovable.

Por otro lado, un mercado de GO europeo, sin antes tener un mercado europeo de la energía, conducirá a situaciones ineficientes y aumentará los costes a los consumidores. Ello es debido a que la remuneración que precisan las renovables para ser rentables depende de la suma del precio del mercado eléctrico y del precio del certificado.

Sin embargo, en la situación actual en la que no existe un precio único de la electricidad, pero se planteaba que las garantías pudieran negociarse dentro de la UE, el precio de dichas garantías será único en toda la UE. Así, es razonable prever que las instalaciones de renovables no se situarán donde mayor potencial existe y el desarrollo de renovables fuera el más económico (para minimizar el coste de alcanzar el objetivo del 20%) sino que se ubicarían preferentemente donde mayor fuera el precio del mercado eléctrico y venderían los derechos en el resto de los países. De este modo, en principio se incurrirá en ineficiencias, aumentando los costes globales de alcanzar los objetivos de renovables en perjuicio de los consumidores.

5. CONCLUSIONES Y CONSIDERACIONES FINALES

El diseño del modelo de apoyo a las energías renovables en la propuesta de Di-

rectiva fue una cuestión técnica pero también una decisión política de enorme importancia de cara al futuro en la medida que los objetivos de desarrollo definidos son ciertamente ambiciosos. Obviamente, se requieren marcos que además de efectivos sean eficientes y permitan la consecución de los objetivos con el menor coste posible para la sociedad.

Al día de hoy existen dos modelos regulatorios básicos de apoyo a estas energías: apoyo directo al precio (o sistemas de primas) y el sistema de CVN. La experiencia acumulada en estos últimos años muestra que los sistemas de primas se están mostrando más eficaces y eficientes que los sistemas de certificados verdes negociables. Los sistemas de CVN se han instaurado hace pocos años, por lo que no gozan del grado de madurez de los sistemas de apoyo directo, y cuentan además con importantes elementos que limitan su éxito, tal y como se ha venido describiendo a lo largo del artículo. Por ello, convendría utilizarlos meramente como mecanismos complementarios para ayudar a los países que más dificultades tienen para la implantación de renovables a alcanzar su objetivo al mínimo coste.

En este sentido, en los primeros borradores de la propuesta de Directiva se planteaba la creación de un sistema europeo de comercio de GO en el que los Estados miembros no tenían capacidad de limitar la participación de sus agentes en el mismo. Ello implicaba, de hecho, la armonización de todos los sistemas de apoyo en un mercado europeo de CVN entre los Estados miembros y la desaparición de los marcos nacionales de apoyo.

Los resultados de este modelo habrían sido muy negativos para el desa-

rollo de las renovables en la UE en términos de eficacia, eficiencia estática y dinámica, aplicación política y desarrollo local.

En primer lugar, la experiencia empírica ha mostrado que los sistemas de primas han alcanzado mayor grado de efectividad en la consecución de los objetivos de renovables, por lo que no habría estado justificada su eliminación *de facto*. Junto a esto, en términos dinámicos, el establecimiento de un precio único para las GO habría dificultado el desarrollo de tecnologías renovables inicialmente más caras, aunque dotadas de un fuerte potencial. En tercer lugar, la pérdida de control por parte de los Gobiernos, responsables en última instancia del cumplimiento de los objetivos, de los mecanismos de apoyo a las renovables habría dificultado el éxito político de esa iniciativa. Por último, se habría impedido a los Gobiernos utilizar las energías renovables como instrumento de desarrollo local, modulando su apoyo en función de los distintos objetivos que se marquen en esta materia. Todo ello, habría perjudicado seriamente la consecución de los objetivos y habría encarecido su coste para el sistema.

Ante las carencias planteadas por la versión inicial de la Comisión, los Estados miembros propusieron mecanismos de flexibilidad para el cumplimiento de objetivos, que permitan mantener los marcos nacionales de apoyo y no estaban basados en GO. Entre ellos, destaca la propuesta de Reino Unido, Alemania y Polonia, en la que se ofrecía la posibilidad de realizar transferencias estadísticas, establecer objetivos conjuntos así como desarrollar proyectos renovables conjuntamente.

En este sentido, la Directiva de Renovables finalmente aprobada mantuvo un

equilibrio entre la flexibilidad en el cumplimiento de objetivos y los elementos que habían llevado a algunos Estados miembros a alcanzar un considerable

éxito en términos de implantación de renovables, donde los marcos nacionales de apoyo han jugado un papel fundamental.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- COMISIÓN EUROPEA (2001): DIRECTIVA 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad [Diario Oficial L 283 de 27 de octubre].
- 2005: «The support of electricity from renewable energy sources». Commission of the European Communities». The Commission. Brussels.
- 2008: *The support of electricity from renewable energy sources*. Proposal for a directive of the European parliament and of the council on the promotion of the use of energy from renewable sources SEC 57. Comisión staff working document. http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/index_en.htm
- GUAL, MIGUEL, DEL RÍO, PABLO (2004): «The promotion of green electricity in Europe: present and future», *European Environment*, Volume 14, 4: 219 – 234
- LEWIS, J.I.Y WISER, R. H. (2007): «Fostering a renewable energy technology industry: An international comparison of wind industry policy support mechanisms», *Energy Policy* 35: 1844-1857.
- LINARES, P.Y SANTOS, F. (2007): «The joint impact of carbon emissions trading and tradable green certificates on the evolution of liberalized electricity markets: The Spanish case», Working Paper.
- MENANTEAU, P.; FINON, D., LAMY, M. (2003): «Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy» *Energy Policy* 31: 799–812.
- PALMER, K. Y BURTRAW, D. (2005): «Cost-effectiveness of renewable electricity policies», *Energy Economics* 27: 873-894.
- SAENZ DE MIERA, G. (2007): «La regulación, clave para el desarrollo de las energías renovables.», *Economía Industrial*, 365, Ministerio de Industria Turismo y Comercio.
- WISER, R.; PORTER, K.Y GRACE, R. (2005): «Evaluating experience with renewables portfolio standards in the United States». *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* 10: 237–263.